

Выводы:

Основными причинами разрушения сварного соединения трубы печи риформинга являются:

- дополнительное выделение карбидов по границам зёрен, обеднённых хромом, вследствие чего идёт ускоренное развитие межкристаллитной коррозии по линии сплавления;
- образование обезуглероженного слоя у внутренней стороны трубы на глубину 0,24 мм;
- наличие полосчатой структуры связано с неравномерностью распределения легирующих элементов и карбидов в металле.

Поступила в редколлегию 25.03.10

УДК 661.791.669.14

К.А. ЮЩЕНКО, академик НАН Украины,
Л.В. ЧЕКОТИЛО, канд. техн. наук,
Ю.Н. КАХОВСКИЙ, канд. техн. наук, **А.В. БУЛАТ**, канд. техн. наук,
Р.И. МОРОЗОВА, канд. техн. наук, **В.В. МУТАС**, **Г.Ф. НАСТЕНКО**,
ИЭС им. Е.О. Патона НАН Украины,
Ю.Б. ДАНИЛОВ, докт. техн. наук, **В.А. КАЧАНОВ**, канд. хим. наук,
В.М. ДОЛИНСКИЙ, канд. техн. наук, **А.И. КАБАШНЫЙ**,
С.М. ИВАНУНА, ОАО «УкрНИИхиммаш»,
В.Н. БЕСПАЛЫЙ, **О.А. СИКОВЕЦ**, **Ю.А. БАГРОВ**,
С.В. КИРИЧКОВ, ПАО «УкрТаТнафта»

ОПЫТ РЕМОНТА КОРПУСОВ КОЛОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ ИЗ ДВУХСЛОЙНЫХ СТАЛЕЙ

Проведено аналіз корозійно-технічного стану корпусів ряду колон ПАТ «УкрТаТнафта» з переробки нафти з двошарових сталей СтЗсп + 08Х13 та 16ГС + 08Х13 за період з 2003 по 2009 роки. Розроблено технологію ремонту та нормативну документацію для діагностики корпусів колон з підвищеною твердістю корозостійкого шару 08Х13. Технологія впроваджена у виробництво на ряді об'єктів ПАТ «УкрТаТнафта».

Проведен анализ коррозионно-технического состояния корпусов ряда колонн ПАО «Укртатнафта» с переработки нефти с двухслойных сталей СтЗсп + 08Х13 и 16ГС + 08Х13 за период с 2003 по 2009 годы. Разработана технология ремонта и нормативную документацию для диагностики корпусов колонн с повышенной твердостью коррозионностойкого слоя 08Х13. Технология внедрена в производство на ряде объектов ЗАО «Укртатнафта».

The analysis of corrosion-technical condition of bodies of several columns ZAO Ukrtatnafta processing oil from the two-layer steel St3sp + 08H13 and 08H13 + 16GS for the period from 2003 to 2009. The technology of maintenance and regulatory documentation for the diagnosis corps columns with high hardness corrosion layer 08H13. Technology is introduced into production at a number of objects ZAO Ukrtatnafta.

Решение проблемы: на нефтеперерабатывающих предприятиях Украины и стран СНГ эксплуатируется колонное и теплообменное оборудование из двухслойных сталей СтЗсп, 16ГС, 20К, 09Г2С, 12МХ, 12ХМ с плакирующим слоем из нержавеющей стали 08Х13 (ЭИ496). Сталь 08Х13 имеет хорошую коррозионную стойкость в аппаратах по переработке нефти, удовлетворительно сваривается и сравнительно недорого. Колонное оборудование из указанных сталей крупногабаритное: высота в среднем от 25 до 45 м, диаметр от 2 до 8 м, толщина стенок от 10 до 40 мм (рис. 1).

Оно эксплуатируется при избыточном давлении преимущественно от 0,2 до 2,0 МПа и больше при температурах до 360 – 400 °С.

Есть колонны, которые работают при низком вакууме 20 – 70 мм рт. столба.

Рабочая среда: продукты конверсии нефти средней и низкой агрессивности, поэтому к конструкциям в большинстве случаев не предъявляются требования стойкости против межкристаллитной коррозии (МКК).

Большинство колонн изготовлены из двухслойных сталей СтЗсп + 08Х13 и 16ГС + 08Х13 и эксплуатируются на НПЗ в Украине преимущественно в 60-х годах прошлого столетия.

При изготовлении и монтаже колонн сварка основного слоя, по которому выполняется прочностной расчет аппарата, производилась проволокой Св-08ГС по ГОСТ 2246-70 и электродами марок УОНИИ 13/45 и УОНИИ 13/55 по ГОСТ 9466-75 и ГОСТ 9467-75.

Плакирование сварных швов производилось электродами типа Э-10Х25Н13Г2 (ЗИО-8, ОЗЛ-6) по ГОСТ 10052-75, изредка проволокой Св-07Х21Н9ФБС (ЭИ649). Ремонты выполнялись с использованием электродов указанных марок, а в последние 20 – 25 лет также электродов марки АНЖР-2 типа Э-06Х25Н40М7Г2.

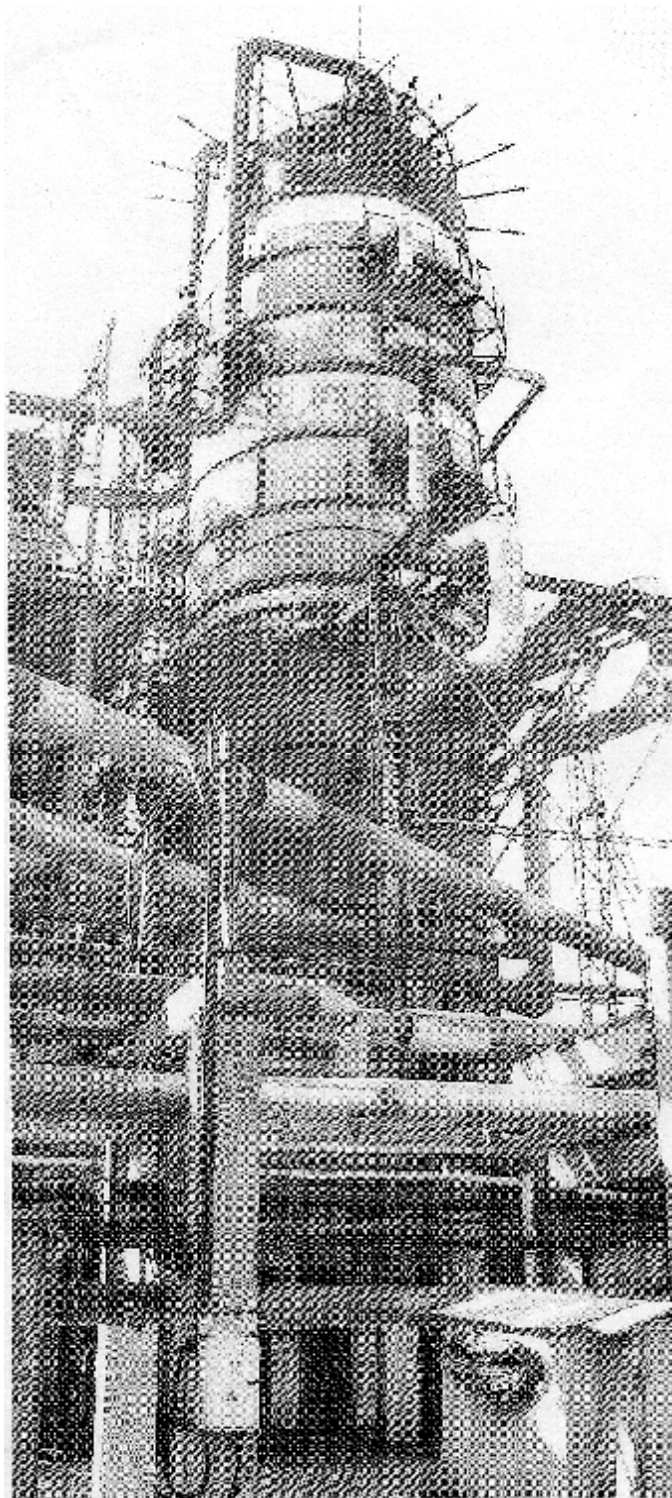


Рис. 1. Общий вид колонны К-5

Сроки эксплуатации большинства колонного оборудования на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) в Украине уже давно превышены, по этому проблема продления срока эксплуатации колонного оборудования выработавшего гарантийный срок стоит очень остро.

Постановка задачи: разработка технологии ремонта и нормативной документации по диагностике корпусов колонн с повышенной твердостью коррозионностойкого слоя 08X13.

Колонное оборудование из двухслойных сталей указанных композиций продолжают изготавливать и в настоящее время. Некоторые из них эксплуатируются на ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский НПЗ», и ПАО «УкрТатНафта».

Нефтеперерабатывающие и нефтехимические установки рассчитаны на выпуск крупнотоннажных партий продукции, поэтому проблемы их диагностики и надежного ремонта являются исключительно важными.

В процессе ознакомления с ремонтной документацией действующих колонн, обследования их коррозионно-технического состояния, исследования качества металла, вырезанного из действующих колонн и снятых с эксплуатации, выявлены типовые для этого вида оборудования дефекты (рис. 2, 3, 4, 5):

- а) подрезы, наплывы, поры, шлаковые включения, несплавления с основным и наплавленным металлом, трещины в швах и околошовной зоне;
- б) коррозионные трещины в сварных швах (рис. 2);

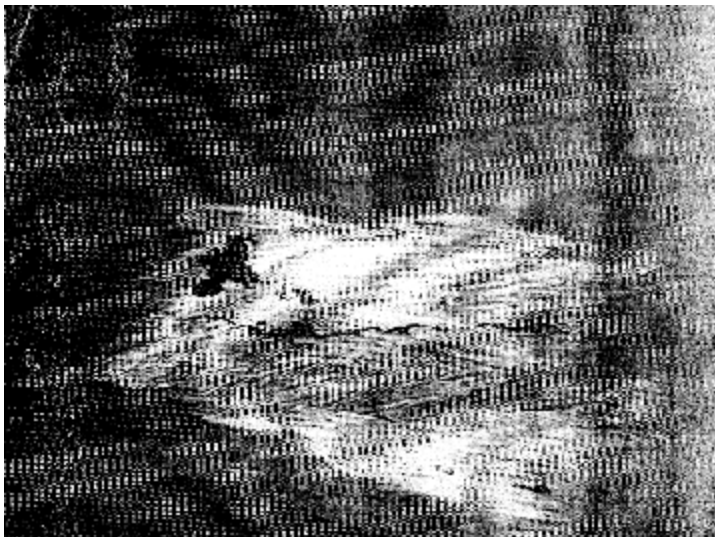


Рис. 2. Коррозионная каверна и трещина в шве, плакированном электродами ОЗЛ-6

- повышение твердости коррозионностойкого слоя 08X13 до 2500 – 3500 МПа (250 – 350 НВ) по Бринеллю, а в отдельных случаях до 4000 – 4500 МПа;

- повышение прочности слоя 08X13 практически в 2 раза до 1050 МПа и снижение пластичности в 1,2 – 2 раза;

- трещины в околошовной зоне сварных швов и ремонтных наплавках в слое 08X13 (рис. 3);



Рис. 3. Трещины в околошовной зоне (ОШЗ) сварного соединения в слое 08X13



Рис. 4. Трещина в зоне питтинговой коррозии в слое 08X13

- питтинговая (точечная) коррозия плакирующего слоя 08X13 и коррозионностойких наплавов типа X25H13, преимущественно небольших размеров (диаметром до 0,5 – 1,0 мм, глубиной до 0,5 – 1,0 мм, а в отдельных случаях и более крупных диаметром до 2 – 7 мм и глубиной до 2 – 3 мм (рис. 4) или в виде бесформенных каверн (рис. 2);

- трещины (не частые) в слое 08X13 в донной части питтингов (рис. 4);

- отслоение (не частое) плакирующего слоя 08X13 преимущественно в

зоне сварных швов и ремонтных наплавок;

- образование на границе между основным слоем биметалла из сталей СтЗсп, 16ГС, 09Г2С и др. и плакирующим слоем из стали 08Х13 малопластичной прослойки диффузионного происхождения с повышенным содержанием углерода по сравнению с его содержанием в слое 08Х13, химический состав разных зон приведен в таблице.

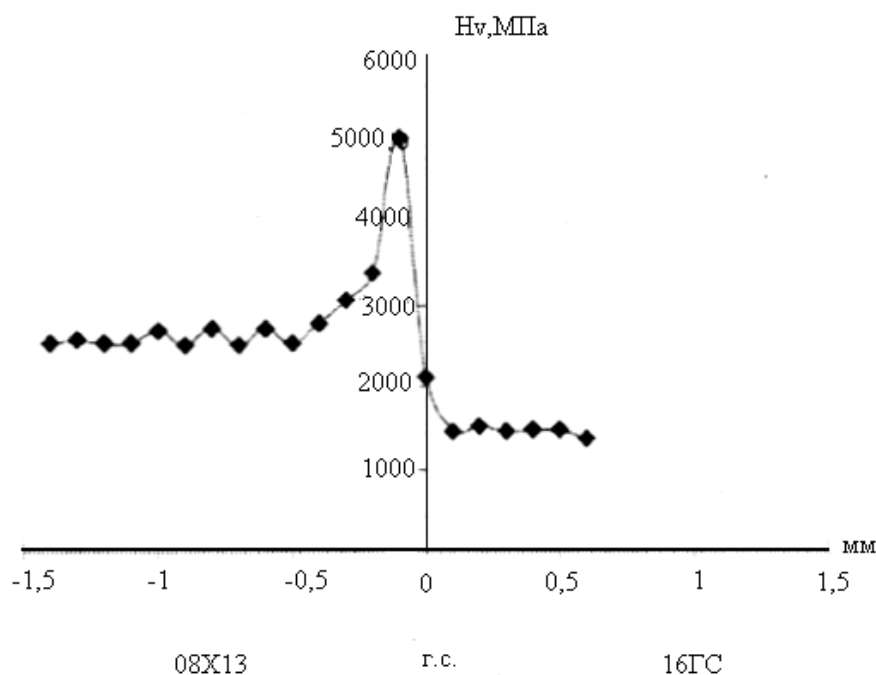


Рис. 5. Распределение микротвердости в плакирующем слое, переходном и основном слое двухслойной коррозионно-стойкой стали 16ГС+08Х13

Таблица

Химический состав металла в зоне соединения слоев двухслойной стали 16ГС+08Х13 после 38-летней эксплуатации колонны по переработке нефти при температурах 360 °С→110 °С

Объект исследований	Химический состав (масс. доли %)				
	Si	Cr	Mn	Fe	C
Обезуглероженная зона в основном слое 16ГС	0,766	0,078	1,146	98,034	0,002
Науглероженная зона в коррозионностойком слое 08Х13	0,485	11,928	0,468	86,364	0,755
Коррозионностойкий слой 08Х13	0,461	12,118	0,421	86,962	0,039

Одной из причин повышения прочности, снижения пластичности и появления трещин в коррозионностойком слое 08X13 является образование в нем в процессе длительной эксплуатации до 40 % мартенситной составляющей. Общая коррозия плакирующего слоя 08X13 и плакирующих наплавов типа X25H13 незначительна – 0,005 – 0,013 мм/год.

Согласно действующим нормативам в нефтеперерабатывающей отрасли твердость основного слоя из углеродистой стали ограничивается 1900 МПа, плакирующего слоя 08X13 – 2200 МПа. В реальных условиях в процессе многолетней эксплуатации происходит деградация стали 08X13.

В частности, при исследовании образцов, вырезанных из колонны К-2 из стали 16ГС+08X13 после 38 лет эксплуатации, установлены случаи повышения прочности слоя 08X13 до 1050 МПа, снижения относительного удлинения до 10 % и проявления неустойчивости ударной вязкости КСУ в пределах от 40 до 100 Дж/см².

В исходном состоянии до эксплуатации эти показатели находятся соответственно на уровне: 450 – 500 МПа, более 25 % и более 50 Дж/см² [1, 2].

Твердость металла основного слоя обследованных колонн из сталей СтЗсп + 08X13 и 16ГС + 08X13, по которому производится расчет прочности корпуса колонны, несмотря на большой срок эксплуатации (38 – 43 года) практически во всех исследованных случаях не превышает нормированный уровень 1900 МПа по Бринеллю.

Кратковременные механические свойства металла основного слоя СтЗсп колонны № 5 производства № 3 в 2005 г. после 38 лет эксплуатации (кроме небольшого снижения предела текучести с 240 МПа до 189 – 215 МПа) находились в пределах требований ГОСТ 10885-85 и ГОСТ 380-71 (рис. 6).

Аналогичная тенденция наблюдалась и при исследовании механических свойств образцов из сталей 16ГС + 08X13 толщиной 16 мм и СтЗсп + 08X13 толщиной 10 мм, вырезанных из колонн К-2 и К-5 производства № 1.

Это дало возможность считать, что значительная часть колонн из указанных сталей, несмотря на срок эксплуатации 30 – 45 лет, является ремонтпригодными.

Работоспособность колонн зависит от многих факторов и в первую очередь от тщательности обследования их коррозионно-технического состояния [3], соблюдения требований технологии ремонта и профессионализма сварщиков.

Для изготовления и ремонта колонн из сталей СтЗсп + 08Х13 и 16ГС + 08Х13, эксплуатирующихся при температурах до 360 – 400 °С, к сварным соединениям которым не предъявляются требования по МКК, ИЭС им. Е.О. Патона и ОАО «УкрНИИхиммаш», разработаны две технологии: ручная дуговая сварка (наплавка) покрытыми электродами основного вида марки АНВ-70Б типа Э-10Х25Н13Г2 по ГОСТ 10052-75 диаметром до 3 мм и проволокой марки Св. 07Х25Н13 по ГОСТ 2246-70 диаметром 1,0 – 1,3 мм в аргоне с добавкой до 3 % кислорода.

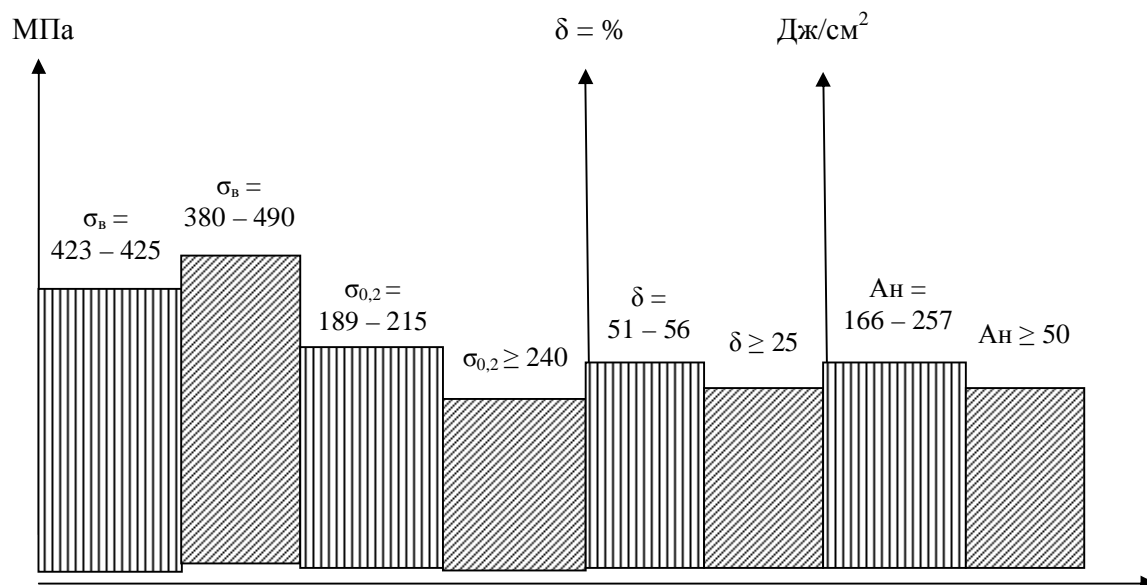


Рис. 6. Кратковременные механические свойства металла основного слоя СтЗсп колонны К-5 из стали СтЗсп + 08Х13 (производство № 3, 2005 г.):

▤ - после 38 лет эксплуатации;
▨ - требования ГОСТ 380-71 к листовой стали СтЗсп.

Электроды АНВ-70Б разработаны в ИЭС им. Е.О. Патона, сертифицированы в системе УкрСЭПРО, изготавливаются на ГП «Опытный завод сварочных материалов им. Е.О. Патона» по ТУ У 28.7-5416923-074:2005. Предложенные технологии тщательно проверялись при сварке образцов, вырезанных из колонн из указанных сталей после 38 лет эксплуатации по переработке нефти, в том числе с повышенным содержанием серы. Была уточнена техника сварки и наплавки, оптимизированы режимы предварительного и сопутствующего подогрева и термической обработки поврежденных сварных соединений и ремонтных зон слоя 08Х13 со сверхнормативной твердостью более 2200 МПа (рис. 7) [1, 2].

По результатам исследований ИЭС им. Е.О. Патона и ОАО «УкрНИИ

химмаш» разработана нормативная документация: «Инструкция по комплексному обследованию состояния колонного оборудования К-2, К-5, К-6, К-12/1,2 и Е-23» и «Колонны К-2, К-5, К-6, К-12/1, К-12/2, емкость Е-23. Технические условия на ремонт».

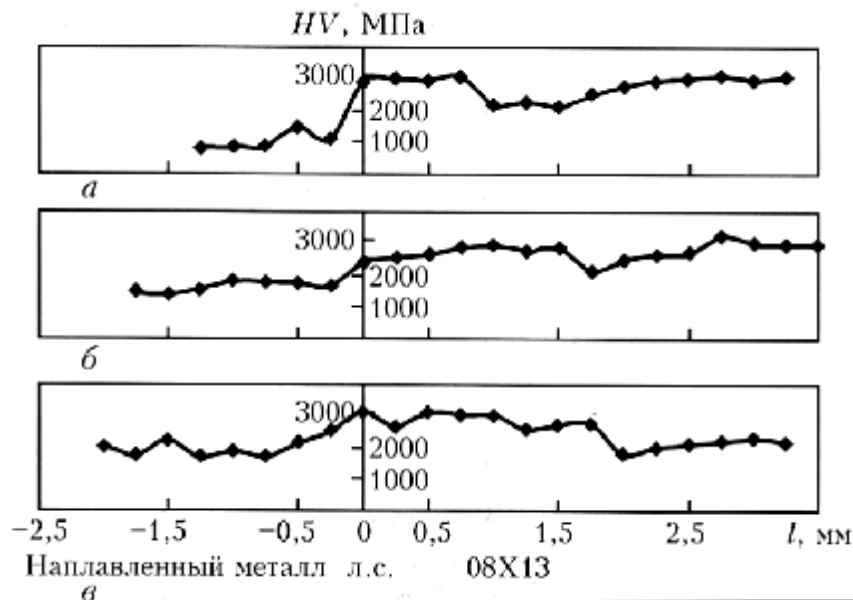


Рис. 7. Распределение микротвердости в ремонтных наплавках, выполненных электродами АНВ-70Б на стали 16ГС+08Х13:

- а – после 38-и летней эксплуатации в колонне по пределу нефти;
- б – с предварительным и сопутствующим подогревом ремонтной зоны до 350 °С;
- в) с термообработкой ремонтной зоны до наплавки по режиму: 640 °С – 1ч, воздух.

Перед началом ремонта проводилось комплексное обследование коррозионно-технического состояния корпусов колонн в следующем объеме.

1. Анализ технической и эксплуатационной документации на обследуемое оборудование.
2. Визуально-оптический осмотр внутренней и наружной поверхностей корпуса, опор, люков-лазов и штуцеров.
3. Толщинометрия стенок корпуса, люков-лазов, штуцеров.
4. Определение твердости по Бринеллю коррозионностойкого слоя 08Х13, плакирующего на сварных швах и ремонтных наплавках, основного несущего слоя корпуса изнутри и снаружи (если это возможно) и элементов опоры колонны. С использованием данных твердости производится расчет механических свойств основного слоя и элементов опоры колонны.

5. Абразивная зачистка и разделка дефектных мест (трещин, коррозионных повреждений и др.), цветная капиллярная, а в отдельных местах и ультразвуковая дефектоскопия (УЗК) дефектных зон элементов колонны. При необходимости проводятся исследования микроструктуры.

6. Нанесение на планшеты (развертки внутренней поверхности корпуса) мест обнаруженных дефектов, замера твердости элементов конструкции, капиллярной и ультразвуковой дефектоскопии.

7. Подготовка протоколов обследования и актов о возможности ремонта колонны.

По новой технологии с использованием электродов марки АНВ-70Б в 2005 г. на производстве № 3 ПАО «УкрТаТнафта» после 38 лет эксплуатации были отремонтированы колонны К-2, К-5 и К-6 из стали Ст3сп + 08Х13 с повышенной твердостью плакирующего слоя 08Х13 до 2500-3500 МПа.

Часть швов для сравнения по решению ПАО «УкрТаТнафта» было отремонтировано электродами концерна «Bohler» марки FOX CN 23/12-A.

Заварка дефектов в основном слое производилась электродами марки УОНИИ 13/45 типа Э-42А по ГОСТ 9466-75 и ГОСТ 9467-75, техника сварки общепринятая в отрасли, подогрев и термическая обработка ремонтных зон, несмотря на повышенную твердость слоя 08Х13, не производились.

Примеры ремонта плакирующего и основного слоя (рис. 8):

- а – форма разделки дефекта и последовательность наплавки валиков электродами переходного (1 – 5) и коррозионностойкого (6 – 10) слоев;
- б – макроструктура металла сварного соединения и наплавки.

После ремонта произведен стандартный объем испытаний: визуально-оптический контроль отремонтированных и смежных зон, УЗК, гидравлические испытания корпуса в сочетании с акустико-эмиссионным контролем.

Трещины и другие дефекты в отремонтированных зонах, где при ремонте применялись электроды АНВ-70Б, не обнаружены.

Колонны после ремонта запущены в эксплуатацию, ресурс их эксплуатации был продлен на 2 года до 2007 г.

В 2007 г. в ходе очередного планового ремонта этих колонн трещины и другие дефекты в ремонтных зонах, выполненных с использованием рекомендованной технологии и электродов АНВ-70Б, не были выявлены.

Трещины и другие дефекты в колоннах К-2 и К-5 были обнаружены в ранее неремонтированных местах.

Ремонт колонн полностью был выполнен с использованием электродов

АНВ-70Б. Колонны К-2, К-5 и К-6 признаны годными, ресурс их эксплуатации был снова продлен на 2 года (до 2009 г.).

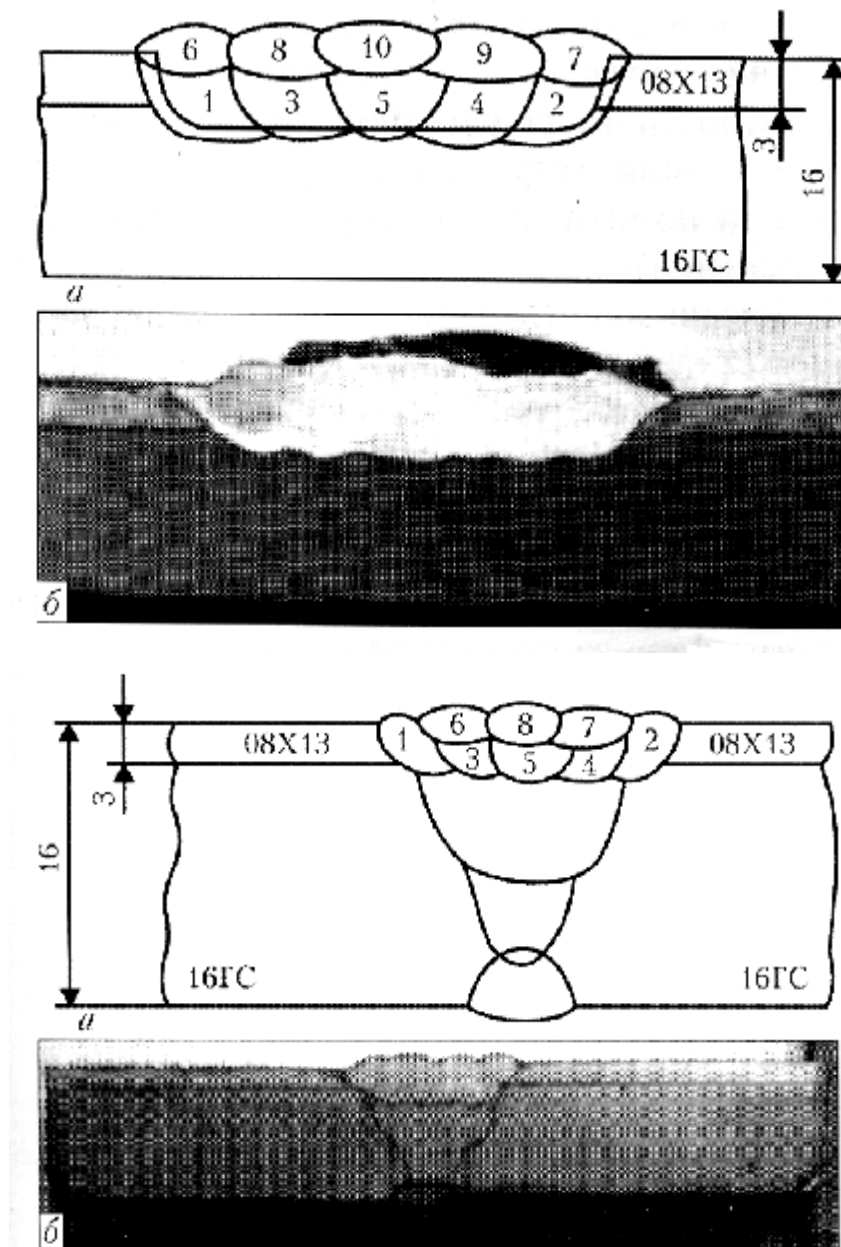


Рис. 8 Примеры ремонта дефектных зон

В 2009 г. указанные колонны вновь были подвергнуты плановому ремонту.

Сбоев, нарушений технологического процесса при эксплуатации колонн К-12/1 и К-12/2 с 2005 по 2009 гг. не было, поэтому эти колонны в 2009 г. не вскрывались.

В колонне К-6 дефекты, подлежащие ремонту методами сварки, не были обнаружены, поэтому предполагалось продление ресурса ее эксплуатации на 4 года. В колоннах К-2 и К-5 дефекты (трещины в швах и в ОШЗ по слою 08Х13) были обнаружены только в неремонтированных ранее зонах. Исключением была только зона заплаты размером $700 \times 400 \times 30$ мм из стали 20К, вваренной в 2005 г. в полусферический переходник колонны К-5 диаметром $8000 \div 5500$ мм. По периметру заплаты произошел отрыв коррозионностойкого слоя 08Х13 на длине до 3 – 5 мм.

Дефектные места в колоннах К-2 и К-5 были отремонтированы снова по разработанной технологии с использованием электродов марки АНВ-70Б.

Колонны признаны годными и ресурс их эксплуатации в третий раз был продлен на 2 года (до 2011 года). Учитывая положительные результаты и накопленный опыт, в 2009 г. на ПАО «УкрТатНафта» в производстве № 2 с использованием описанной технологии была отремонтирована колонна К-1 установки Л-35-11/300 по изготовлению светлых фракций нефтепродуктов.

Колонна К-1 эксплуатируется в более жестких условиях по сравнению с колоннами К-2, К-5, К-6 производства № 3. Размеры колонны К-1: высота 26 м, диаметр 2,2 м, изготовлена из стали СтЗсп+08Х13 толщиной 20 мм (обечайка) и 21 мм (днища); в эксплуатации находится с 1965 г. Конструктивно она более жесткая по сравнению с колонной К-2 производства № 3 (14 поясов, 2 днища, сваренных из отдельных элементов; к корпусу приварено 12 люков-лазов Ду-450мм из двухслойной стали 20К+12Х18Н10Т и более 20 штуцеров Ду50, Ду100, Ду300 и Ду350 мм из стали 12Х18Н10Т).

Рабочая среда – нестабильный гидрогенизат (бензин + углеродно-водородная смесь) более агрессивная, давление в колонне 1,4 МПа (в 7 раз выше, чем в колонне К-2), температура эксплуатации 270 °С (низ колонны).

Твердость металла основного слоя СтЗсп – на уровне нормативных требований (несколько ниже 1900 МПа), плакирующего слоя 08Х13 больше нормативного в среднем на 300 МПа (~ 2500 МПа). При вскрытии и обследовании корпуса колонны К-1 в 2007 г. были выявлены трещины в сварных швах и в околошовной зоне в виде сетки в слое 08Х13 (рис. 9) и питтинговое поражение слоя 08Х13 в ОШЗ сварных швов глубиной до 3 – 7 мм.

Ранее, в 2007 г., ремонт колонны производился по старой технологии с использованием для плакирования швов и ремонта слоя 08Х13 электродов марки 03Л-6 типа Э-10Х25Н13Г2. В 2009 г. при выполнении очередного ремонта колонны К-1 установлено: количество и длина трещин в сварных швах

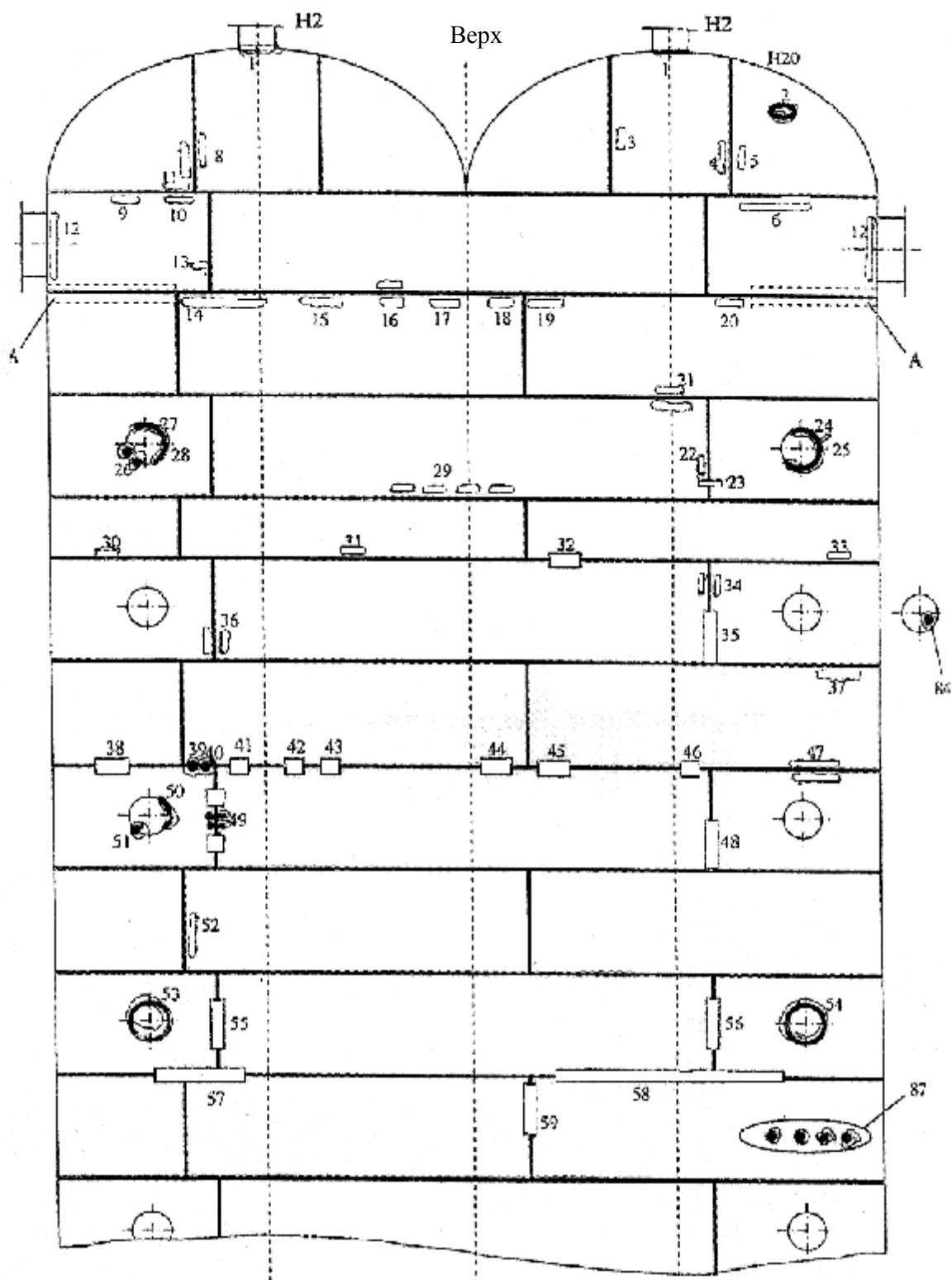


Рис. 9. Схема расположения дефектов
(трещин, питтингов, язв, сосредоточенной коррозии)
в сварных швах и ОШЗ в слое 08X13 в верхней части колонны К-1 выявленных в ходе
плановых ремонтов в 2007 г.

и в ОШЗ по слою 08Х13 увеличились по сравнению с коррозионно-техническим состоянием колонны при выполнении ремонта в 2007 г. (рис. 10).

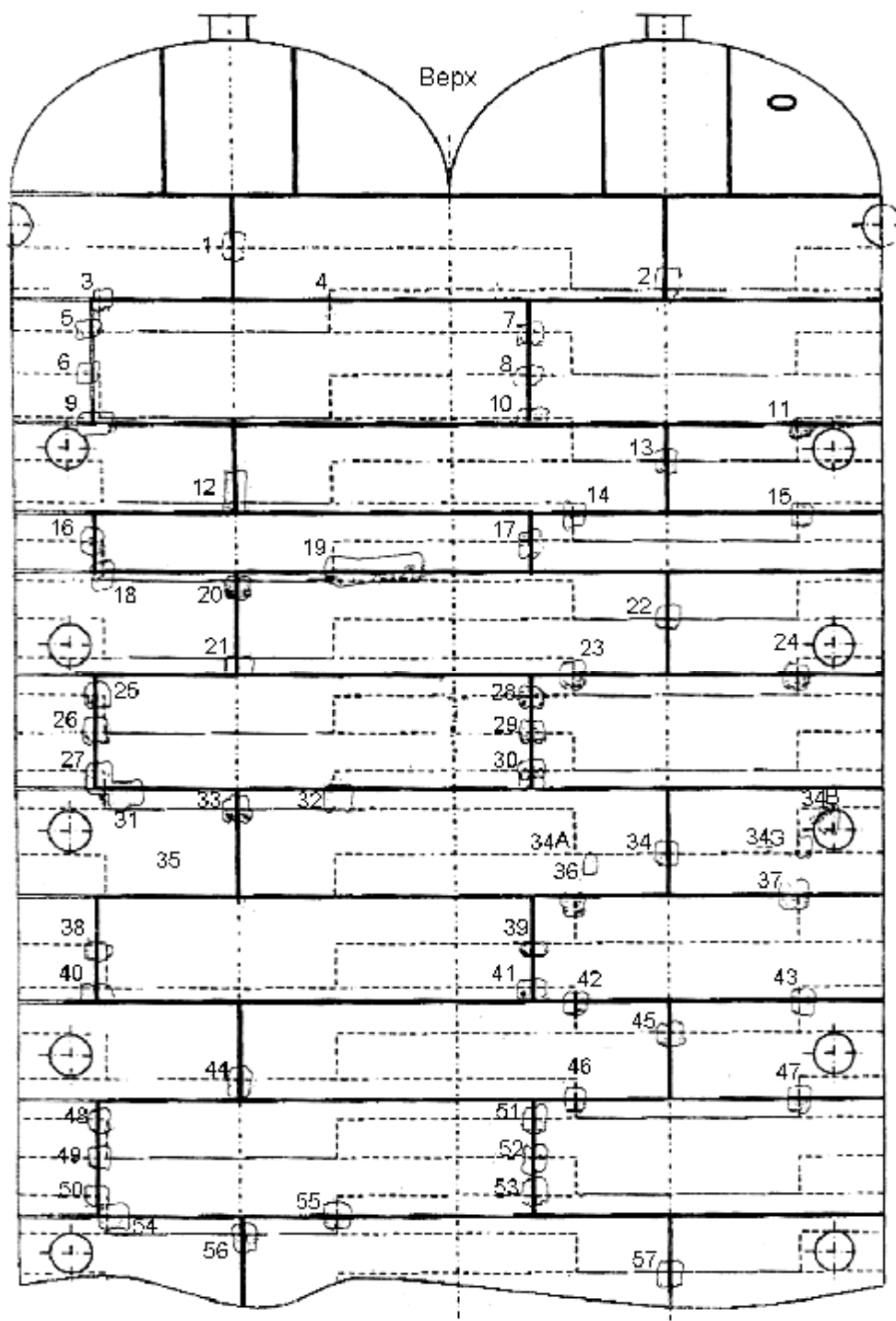


Рис. 10. Схема расположения дефектов (трещин, питтингов, язв, сосредоточенной коррозии) в сварных швах и ОШЗ в слое 08Х13 в верхней части колонны К-1, выявленных в ходе плановых ремонтов в 2009 г.

Увеличилось также питтинговое повреждение слоя 08X13.

Твердость металла слоев за 2 года эксплуатации с 2007 г. практически не изменилась.

Учитывая сравнительно невысокий уровень коррозионно-технического состояния колонны, была произведена тщательная зачистка и разделка трещин в швах и в ОШЗ и контроль в описанном выше объеме.

Заварку дефектов в основном слое СтЗсп и сварных швах произведено электродами УОНИИ 13/45, плакирование дефектных зон – электродами АНВ-70Б.

Произведен 100 % капиллярный контроль всех ремонтных зон, в отдельных местах также УЗК.

После подварки дефектных мест произведено гидроиспытание колонны в сочетании с акустико-эмиссионным контролем.

Колонна признана годной и запущена в эксплуатацию.

Ресурс эксплуатации колонны продлен на 2 года до 2011 г.

Выводы.

1. ИЭС им. Е.О. Патона, ОАО «УкрНИИхиммаш» и ПАО «УкрТаТнафта» разработана и применена базовая технология ремонта колонного оборудования из двухслойных сталей СтЗсп + 08X13, 16ГС+08X13 с повышенным уровнем твердости коррозионностойкого слоя 08X13 после длительной сверхнормативной эксплуатации.

2. Опыт оценки состояния колонн К-2, К-5, К-6 и К-1 производств № 3 и № 1 ПАО «УкрТаТнафта» показывает, что после ремонта и устранения трещин ресурс их эксплуатации может быть продлен на 2 года, а после очередного переосвидетельствования и на более длительные сроки.

3. Базовая технология может быть использована для ремонта колонн других типов.

Список литературы: 1. Можливості ремонту колонного обладнання нафтопереробних заводів з метою подовження ресурсу експлуатації // Зб. наукових статей інституту електрозварювання ім. Є.О. Патона. – К.: 2006. – С. 501 – 505. 2. Чекотило Л.В. Продление эксплуатации колонного оборудования нефтеперерабатывающих производств / [Л.В. Чекотило, Ю.Н. Каховский, А.В. Булат та інші.] //Автоматическая сварка. – 2006. – № 11. – С. 30 – 35. 3. Обладнання технологічне нафтопереробних, нафтохімічних та хімічних виробництв. Технічне діагностування. Загальні технічні вимоги; ДСТУ 4046-2001. – [Чинний від 2007-07-01]. – К. : Держстандарт України, 2006. – 24 с. – (Національні стандарти України).